

海洋深水钻井钻井液研究进展

胡友林¹ 张岩² 吴彬² 向兴金²

(1. 长江大学石油工程学院,湖北荆州;2. 湖北汉科新技术股份有限公司,湖北荆州)

摘要 针对海洋石油勘探深水钻井遇到的复杂问题:井壁稳定性、钻井液用量大、地层破裂压力窗口窄、井眼清洗问题、低温下钻井液的流变性、浅层天然气与形成的气体水合物,对海洋深水钻井中使用的钻井液进行了综述。目的在于借鉴国外成功经验,为中国今后开展海洋石油勘探深水钻井方面的研究工作做一些技术信息的铺垫;并结合国外海洋深水钻井液研究现状,提出了对中国海洋深水钻井的钻井液研究的几点建议。

关键词 钻井液 深水钻井 井眼净化 天然气水合物

中图分类号:TE254.3

文献标识码:A

深水钻井一般指在海上作业中水深超过 900 m 的钻井,水深大于 1500 m 时为超深水钻井。近年来随着海洋石油储量开采比例的不断增加,海洋石油勘探逐步向深水区域发展。然而,深水钻井所涉及的钻井环境温度低、钻井液用量大、海底页岩稳定性、井眼清洗、浅水流动、浅层天然气及形成的气体水合物等问题,给钻井、完井带来严峻的挑战。世界上许多国家都开始了对深水钻井技术方面的研究,并在一些地区应用取得了成功。本文就深水钻井带来的主要问题以及国外深水钻井的钻井液技术发展情况进行综述。

1 深水钻井带来的主要问题

与浅水区域相比,深水钻井面临的主要问题有以下几个方面:井壁稳定性;钻井液用量大;地层破裂压力窗口窄;井眼清洗;低温下钻井液的流变性;浅层天然气与形成的气体水合物^[1~7]。这些问题给钻井工作带来了诸多困难,同时对钻井液技术提出了更高的要求。

1.1 海底页岩的稳定性

在深水区域中,由于沉积速度、压实方式以及含水量的不同,海底页岩的活性大。河水和海水携带细小的沉积物离海岸越来越远,由于缺乏上部压实作用,胶结性较差,易于膨胀、分散,导致过量的固相或

细颗粒分散在钻井液中。如通过稀释或替换钻井液来控制钻井液的低密度固相的含量,必将需要大量钻井液。因此,针对海底页岩稳定性问题,采取了加入一定量的页岩稳定剂的措施,如在挪威的深水钻井钻井液中主要加入无机盐(NaCl、CaCl₂)和具有油点的聚合醇,以达到增强页岩稳定性的目的^[3~5]。

1.2 钻井液用量大

实践证明,在深水钻井作业中的钻井液量远远大于其它同样深度但钻井条件不同的井,因为海洋钻井需要采用隔水管,隔水管体积一般高达 159 m³,加上平台钻井液系统,所以钻井液需用量比其他同样深度但钻井条件不同井大得多。钻井中为了避免复杂情况的发生,一般多下几层套管,因此所需的井眼直径也相应增大。深水钻井时应配备 3 台高频振动筛,以及大流量的除砂器和除泥器等固控设备;在非加重的钻井液中,固相的有效清除率应大于 75 %^[4],将钻井液中的钻屑含量控制在适当的范围内,可节省大量的钻井液费用。

1.3 井眼清洗

深水钻井时,由于开孔直径、套管和隔水管的直径都比较大,如果钻井液流速不足就难以达到清洗井眼的目的。因此,对钻井液清洗井眼的能力提出高要求,一般采用稠浆清洗、稀浆清洗、联合清洗、增加低剪切速率粘度,以及有规律地短程起下钻等方

法,均有助于钻井过程中钻屑的清除^[8]。使用与钻井过程中钻井液粘度不同的钻井液清除钻屑效果较明显,比如使用稀浆钻进,稠浆清洗钻屑。

1.4 浅层气与气体水合物

深水钻井遇到的主要问题之一是浅层含气砂岩引起的气体水合物的生成。一般在钻井液管线中发现生物气(沼气)并不算大问题。但是,在深层发现含气砂岩则会引起大问题。因为对砂岩地层来说,浅层一般多是含有重油的非胶结性地层,而深层则是含有气体的低渗透率的硬质地层。在深水钻井作业中,气体水合物的形成不仅是一个经济问题,更是一个安全问题。气体水合物是 1810 年由 Davy 第一次提出来的,1934 年由 Hammerschmidt 首次应用在石油行业中,他指出这种气体水合物是堵塞气体传输管线的主要原因。气体水合物类似于冰的结构,主要由气体分子和水分子组成,外观上看起来类似于脏冰,但是它在性质上又不象冰,如果压力足够,它可以在 0℃ 以上形成。在深水钻井作业中,海底较高的静水压力和较低的环境温度进一步增加了生成气体水合物的可能性,尤其是在节流管线、钻井隔水导管、防喷器以及海底的井口里,一旦形成气体水合物,就会堵塞气管、导管、隔水管和海底防喷器等,从而造成严重的事故^[9,10]。

1987 年, Barker 和 Gmieg 发表了 2 篇关于墨西哥湾水深 944.88 m 和在美国西海岸水深 350.52 m 的 2 口井在海底防喷器里形成气体水合物的文章。这 2 例都表明气体水合物的形成阻碍了井控作业时防喷器的操作,拖延了井控时间。因此,有必要在钻井液中添加处理剂,使正常钻井时能抑制气体水合物的形成。为了防止深水钻井作业中形成气体水合物,目前国外通用的方法是在钻井作业过程中使用高盐钻井液,这种体系一般可以使形成气体水合物的温度比使用淡水钻井液低 13.9~15.6℃^[11~14]。为了进一步降低形成天然气水合物的可能性,也可以在钻井液中加入一定量的醇类,使形成气体水合物的温度再降低 5.6~8.3℃。通过这些措施,可以使形成气体水合物的温度总共降低 19.5~23.9℃(一定压力条件下)^[7,15~16]。

1.5 温度过低

随着水的深度加大,钻井环境的温度也越来越低,给钻井和采油作业带来很多问题。如在低温下,钻井液的粘度和切力大幅度上升,而且会出现显著

的胶凝现象,增加形成天然气水合物的可能性。目前主要是采用在管汇外加有绝缘层的方法,这样可以在停止生产期间保持设备的温度,防止因温度降低而形成水合物。

2 适用于深水钻井的钻井液体系

深水钻井作业的钻井液必须解决以下问题:

有效地抑制气体水合物的产生; 在大直径井眼(尤其是大位移井)中应具有良好的悬浮和清除钻屑的能力; 具有良好的页岩稳定性,有效稳定弱胶结地层; 低温下具有良好的流变特性; 能够满足环保的要求; 综合成本低^[4]。

目前,世界上深水钻井最活跃的地区为墨西哥湾、西非和巴西。常用的体系有高盐/木质素磺酸盐钻井液、高盐/ PHPA (部分水解聚丙烯酰胺) 聚合物加聚合醇钻井液、油基钻井液以及合成基钻井液等。目前最有效、最常用而且又能满足环保要求的钻井液体系有:高盐/ PHPA 聚合物加聚合醇钻井液和合成基钻井液。

2.1 高盐/ PHPA 聚合物钻井液

高盐/ PHPA 聚合物钻井液在 pH 值为中性时抑制岩屑效果最好,适用于各种从淡水到饱和盐水的钻井液,当然在高盐环境下其使用效果更好。高盐/ PHPA 钻井液可以抑制气体水合物的形成。但是为了更好地抑制气体水合物的形成以及页岩稳定,建议在该钻井液中加入聚合醇,维持 pH 呈中性,减少 -OH 基团对页岩的分散作用。该钻井液生物毒性低, LC_{50} 值大于 100×10^4 mg/L, 满足环保要求; 具有良好的剪切稀释性,有助于提高机械钻速。但是,由于该体系中含高浓度的盐类,钻井液密度无法降至 1.20 g/cm^3 ; 钻井过程中为确保井眼清洁,维护钻井液性能,必须经常进行短程起下钻,因此减慢了钻速,增加了钻井时间,加大了钻井成本。

2.2 合成基钻井液

在墨西哥海湾深水地区的小眼井侧钻超深井中,成功地应用了合成基钻井液。在进行深水钻井时,最初选用盐水/淀粉/聚合醇水基钻井液,井下条件恶化,发生压差卡钻,因此选用了合成基钻井液,顺利完井。合成基钻井液的综合性能优于水基钻井液和油包水钻井液。典型的水基钻井液的塑性粘度、热膨胀和压缩性均比常规的原油和合成基钻井液低,因此导致了当量循环密度降低,同时也增加了

对小井眼钻具拉力及扭矩的限制。柴油基水包油钻井液,比矿物油或合成基钻井液更易于压缩,也不适合深水钻井作业。矿物油钻井液,为保证零排放和零处理而增加的每桶费用要比使用合成基钻井液的低,但是当停钻时,驱替留在井眼里的矿物油基钻井液造成污染的风险是不可接受的。合成基钻井液具有合适的流变性,能够满足井眼和钻井隔水管之间温差的巨大变化,在深水钻井甚至在进行小井眼侧钻时,都表现出了很好的效果。因为合成基钻井液的流变性随井下条件的不同而变化很大,所以准确地预测钻井液水力状况和当量循环密度对成功完成深水钻井作业非常重要。合成基钻井液具有以下优点:性能稳定,便于调控;钻速快;抑制性和润滑性良好;钻屑悬浮携带能力强;井壁稳定,降低了压差卡钻的发生率。实践证明,使用合成基钻井液可以减少事故的发生率,在1996~1997年,阿莫克公司的深水钻井史上,使用合成基钻井液钻井事故时间缩短69%,大大减少了钻井时间,尽管与水基钻井液相比,合成基钻井液成本高,但是综合计算后,钻井综合成本降低55%,钻速提高率高达70%^[4,6]。

3 几点建议

3.1 钻井液在低温流动状态热转换规律研究

要使天然气水合物在钻井过程中具有抑制水合物分解、维持相态稳定的特点,应研究钻井液在低温流动状态下的热转换特性和规律,重点研究不同类型的钻井液的热转换性质,寻求最佳组合方案。

3.2 钻井液在低温条件下的流变性研究

钻井液流变性在钻进过程中对冷却钻头、携带岩屑、稳定井壁等具有重要的作用,应研究相应处理剂调整钻井液流变性,满足海洋深水钻井的要求。

3.3 低温钻井液类型和钻井介质研究

国外曾提出几种组成方案,可供进一步研究:NaCl含量为20%~23%的聚合物体系是深水钻井中常用的钻井液;已开发了一种钻井液配方,能最大抑制水合物温度至17.8℃,其配方为5%KCl+15%NaCl+10%乙烯乙二醇;用30%CaCl₂配成的钻井液在极度低温冷却下不会形成水合物,然而当

CaCl₂浓度减至15%时,水合物形成;基于低温钻井液体系性能要求,NaCl是效果最好的抑制剂,其它无机盐依次为:KCl、CaCl₂、NaBr、HCOONa、Ca(NO₃)₂;在有机物中乙烯乙二醇具有最好的抑制效果。所以,应先研究低温条件对常规钻井液体系性能的影响,探索其影响因素、配规律、处理剂应用和改性方案等,最终确定能有效抑制天然气水合物生成及钝化低温条件下钻井液流变性变化的适合于深水钻井的水基钻井液体系。

参考文献

- 1 李春楼,译. Grassol 油田三口探井的深水钻井和试井经验. 国外钻井技术, 2000, 17(3): 13~15
- 2 史坤淼,译. 深水钻井经验. 国外钻井技术, 1998, 21(4): 7~10
- 3 田志坤译. 海洋深水钻井的技术课题与展望. 国外钻井技术, 1996, 11(2): 18~20
- 4 马丽译. 深水钻井用的钻井液. 国外钻井技术, 1993, 6(3): 21~23
- 5 杨景涵译. Auger TLP. 超深水钻井工程概况. 国外钻井技术, 1993, 6(3): 11~14
- 6 唐代绪, 赵金燕, 田京燕译. 成功的钻井液体系. 国外油田工程, 2000, 13(4): 22~25
- 7 田广喜译. 用于深水钻井泥浆的新型天然气水合物抑制剂. 国外油田工程, 1999, 8(2): 21
- 8 Kim Burrous, Joannah Evans New Low Viscosity Ester Is Suitable for Drilling Fluids in Deepwater Applications. SPE 66553, 2001
- 9 Pat Watson, Eric Kolstad An Innovative Approach to Development Drilling in Deepwater Gulf of Mexico. SPE 79809, 2003
- 10 Zamora M, Broussard P N. The Top 10 Mud-Related Concerns in Deepwater Drilling Operations. SPE 59019, 2000
- 11 Willian Halliday New Gas Hydrate Inhibitors for Deepwater Drilling Fluids. SPE 39316, 1997
- 12 hilips N H, Grainger M. Development and Application of Kinetic Hydrate Inhibitors in the North Sea. SPE 40030, 1998
- 13 Yousif M H. Effect of Underinhibition With Methanol and Ethylene Glycol on the Hydrate-Control Process. SPE 50972, 1998
- 14 Davison J M. Rheology of Various Drilling Fluid Systems Under Deepwater Drilling Conditions and the Importance of Accurate Predictions of Downhole Fluid Hydraulics. SPE 56632, 1999
- 15 Frostman L M. Anti-Agglomerant Hydrate Inhibitors for Prevention of Hydrate Plugs in Deepwater Systems. SPE 63122, 2000
- 16 Benjamin Herzhaft, Christine Dalmazzone Gas Hydrate Formation in Drilling Mud Characterized With DSC Technique. SPE 71379, 2001

(收稿日期 2004-04-27; HGF=045A8; 编辑 张炳芹)

fields. For example, in the fining process of quebracho, modifier and other modified natural material are added in to produce qualified thinner and filtrate reducer for drilling fluid. In this paper, modification fruits of quebracho by domestic researches are introduced, and application prospect of quebracho is put forward also, that is. the modified or compounded quebracho used as drilling fluid additives have excellent properties, which qualified them to service in ultradeep drilling. They may be used as oxygen scavenger, anti-corrosive agent and other additives, the thermal stability of deciduous pine quebracho may be increased up to 250, the anti-acid, alkali and salt contamination ability is strong, which make it work well in high salinity (up to 8104 rag/L) formation.

Key words: tannin, drilling fluid additive, thermal stability, modification, overview

The first author's address: Petroleum Engineering College, University of Petroleum, Dongying, Shandong

Achievements on deep water drilling fluid research. DFCF, 2004, 21 (6) : 50 ~ 52

Authors: HU You-lin, ZHANG Yan, WU Bin and Xiang XING-jin.

Abstract: In this paper, complex problems encountered in deep water drilling during offshore petroleum exploration are summarized. Main topics include: wellbore stability, huge drilling fluid volume, narrow windows of formation breakdown pressure, hole cleaning, fluid rheology at low temperature, shallow natural gas hydrate formation. Drilling fluids for offshore deep water drilling are also introduced. This paper gave some successful foreign experience to researchers in this field. Advices on deep water drilling fluid research were proposed.

Key words: drilling fluid, deep water drilling, hole cleaning, natural hydrate gas

The first author's address: College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Jingzhou, Hubei

Cementing technology of complex horizontal wells in Uzbekistan. DFCF, 2004, 21 (6) : 53 ~ 56

Authors: JIA Zhi, YUE Yan-hua, XIAO Ji-shi, WANG Jun-Liang, SONG You-sheng and WU Da-hua.

Abstract: Well 1-G and Well 350 are the first horizontal wells in Uzbekistan. Complex well bore conditions of oversized surface casing, long open hole in intermediate string, abnormal temperature, long salt-gypsum layer and blowout upper and lost circulation bottom in oil/gas formation make it difficult to operate successful cementing. Based on investigation and study on above characteristics, measures taken are as follows: (1) Stab-in cementing was used in cementing the 508 mm surface casing and the 339.7 mm intermediate string, incorporated with using two-stage cement slurry, diluting drilling fluid and displacing with high-duty circulation, cement slurry channeling in large annular of long open hole was successfully solved. (2) In the process of the 244.5 mm liner completion, thick wall casing and out-step type extension hanger were employed, under-saturated salt water cement slurry was used, and measures such as diluting drilling fluid, prolonging the touch time of the slurry and displacing with high-duty circulation were taken to cement the formation and to prevent long gypsum layer from creeping deformation. (3) During the 139.7mm casing cementing, compound tool which includes external packer, stage collar and blind rams and nonfiltration cement slurry were used to successfully deal with cementing problem of high permeability formation. After cementing tools appeared failed, reverse circulation cementing technology was applied successfully.

Key words: horizontal well, cementing, cementing quality, cement slurry, Uzbekistan

The first author's address: Drilling Engineering Company of Changqing Petroleum Exploration Bureau, Xi'an, Shaanxi